92-04959/

Table des matières

3
Commentaires

4
Regard sur l'année

13
Orientations

17
États financiers

35
Direction

36
Bilan de la production et des ventes

37
Bilan et statistiques d'exploitation

38
Carte des interconnexions

On prévoit que la demande en électricité augmentera à un taux annuel de 2,8 % pendant les 15 prochaines années. Pour satisfaire ces besoins grandissants en électricité, Énergie NB prévoit avoir recours à des mesures d'efficacité et d'économies d'énergie, combinées à une série d'aménagements énergétiques prévus. Un de ces projets est la construction de la centrale au charbon de 450 mégawatts de Belledune, qui devrait être mise en service en novembre 1993.

On aperçoit ici le bâtiment de la chaudière de Belledune en voie de construction, qui se dresse à l'arrière de grosses conduites en béton. Le bâtiment de la chaudière est d'une hauteur de 86 mètres, ou de 24 étages.

For English copies of this report contact:
The New Brunswick Electric Power Commission
Public Affairs
P.O. Box 2000
Fredericton, N.B.
E3B 4X1

Pour recevoir des exemplaires français du rapport, veuillez communiquer avec:
La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick
Affaires publiques
C.P. 2000
Fredericton (N.-B.)
E3B 4X1

ISSN 0382 2990

Le 24 mai 1991

À Son Honneur
L'honorable Gilbert Finn
Lieutenant-gouverneur du Nouveau-Brunswick

Plaise à Votre Honneur,

La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick a l'honneur de vous présenter, conformément à la Loi sur l'énergie électrique, chapitre E-5 des Lois révisées du Nouveau-Brunswick de 1973, le rapport suivant pour la période de douze mois terminée le 31 mars 1991.

Respectueusement soumis,

ALFRED W. LACEY
Président
La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick

Commentaires

C'est une profonde satisfaction pour Énergie NB d'avoir réussi, pendant 70 ans, à fournir l'électricité qui a grandement contribué au progrès économique et social du Nouveau-Brunswick.

Un regard sur nos "soixante-dix années de service" nous a permis de contempler avec fierté nos réalisations passées, mais, en même temps, il nous a forcés à remettre en question nos priorités et à améliorer des résultats déjà excellents. Bien que la production et la fourniture d'électricité demeurent notre mandat fondamental, nos priorités corporatives et nos méthodes de travail subissent actuellement des changements importants.

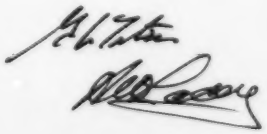
À l'heure actuelle, Énergie NB fait face au même défi que tous les gouvernements et toutes les sociétés commerciales. L'entreprise doit adapter la philosophie et les principes qui guident ses décisions et ses activités journalières de façon à satisfaire les attentes du public. Nous devons donc redoubler d'efforts et faire preuve d'innovation pour remplir nos obligations et assumer nos responsabilités.

Ce défi a été relevé de bien des façons. Nous avons commencé à mettre en place des programmes qui apporteront des résultats aujourd'hui ainsi qu'à l'avenir. Les nouveaux objectifs du gouvernement provincial, exprimés dans **Une politique énergétique, 1991-2005**, tracent les grandes lignes d'un programme de développement durable. Notre propre plan de protection de l'environnement guidera notre développement et notre rendement, et notre étude sur la planification intégrée des ressources nous aidera à choisir les options rentables de production et de gestion de la consommation. Ces programmes, de même que bien d'autres projets, cadreront avec nos points forts traditionnels et nous permettront de continuer à servir la population de la province.

Nous savons que la planification intégrée des ressources et la gestion de la consommation occuperont à l'avenir une place aussi importante parmi les activités d'Énergie NB que l'hydro-électricité et l'énergie nucléaire l'ont fait par le passé. De fait, notre engagement envers ces objectifs, à l'égal de notre obligation d'approvisionner la demande en électricité, deviendra la base sur laquelle le succès de notre entreprise devra être jugé.

Le président de la direction, Lin Titus (à gauche) et le président du conseil, Alfred W. Lacey

Tout ceci fait partie de la relation grandissante entre Énergie NB et la population du Nouveau-Brunswick, une relation qui sera fondée sur la confiance du public et notre responsabilité envers celui-ci, et qui mènera à un avenir aussi fructueux que les soixante-dix dernières années l'ont été.



Regard sur l'année

Ronnie Losier, géomètre, Ingénierie, effectue la lecture des données dans le bâtiment de la chaudière. En tout, six équipes de géomètres travaillent à temps plein sur le chantier de Belledune. Ils effectuent les travaux pour divers projets comme le pipeline de 4 km allant du barrage à la centrale; le convoyeur de 3 1/2 km qui transportera le charbon du quai à l'aire de stockage sous dôme; les bassins de sédimentation et les installations de traitement des déchets liquides.

En 1990-1991, les ventes d'électricité aux abonnés de la province ont accusé un recul de 2,7 % par rapport à l'exercice précédent. Cette baisse s'explique par un hiver plus doux qu'en 1989-1990, ainsi que par un ralentissement des activités industrielles découlant surtout des conflits de travail. Les ventes aux abonnés industriels ont chuté de 8,9 % et les ventes en gros de 0,4 %. Les ventes aux abonnés des usages domestique et général ont connu une faible augmentation, soit de 2,2 % et 2,6 % respectivement. Toutefois, lorsqu'on corrige les ventes pour tenir compte des effets des températures et des charges industrielles normales, l'augmentation est de 4,4 % par rapport à l'année dernière, ce qui représente une hausse de 6,5 % pour l'usage domestique, de 6,3 % pour l'usage général, de 2,2 % pour les ventes en gros et de 2,7 % pour l'usage industriel.

À la fin de l'exercice, le nombre d'abonnés domestiques avait augmenté d'environ 4 200. En tout, près de 4 900 abonnés se sont ajoutés au réseau pendant l'exercice, portant le total à 316 071 au 31 mars 1991. De ce nombre, 39 941 abonnés sont desservis par l'intermédiaire des entreprises d'électricité municipales de Saint-Jean et d'Edmundston.

La demande de pointe intra-provinciale, survenue le 8 janvier 1991, se chiffrait à 2 566 000 kilowatts. Cette pointe était essentiellement la même que celle de 1989-1990, mais si on la corrigeait pour tenir compte des effets des températures et des arrêts industriels imprévus, la demande de pointe provinciale serait de 2 652 000 kilowatts, soit une augmentation de 3,9 %. Les charges électriques de la province ont été alimentées à partir des sources suivantes: production nucléaire, 26,4 %; hydro-électricité, 24,9 %; production au mazout, 23,0 %; achats, 20,6 %; production au charbon, 4,7 %; autres, 0,4 %.

Lee Delong, ingénieur de projet (à droite) et Jim Gormley, surveillant, Entrepôts de construction, examinent des plans à l'extérieur du nouveau complexe administratif de Point Lepreau. L'inauguration du complexe, qui est conçu pour abriter le nouveau simulateur nucléaire et le centre d'information destiné au public, aura lieu au mois d'août 1991.

Les ventes d'interconnexions sont passées de 7 191 millions de kilowattheures en 1989-1990 à 5 813 millions de kilowattheures en 1990-1991, ce qui représente un recul de 19,2 % par rapport à l'année dernière. Cette diminution s'explique par le fait qu'au début des hostilités dans le golfe Persique, l'entreprise a interrompu ses ventes d'énergie d'économie en grandes quantités, en particulier à Hydro-Québec, dans le but d'économiser ses réserves de combustible lourd. Parmi les autres facteurs qui ont contribué à ralentir les ventes d'interconnexions, mentionnons l'amélioration des conditions d'hydraulicité d'Hydro-Québec, la récession en Nouvelle-Angleterre, et la mise en exploitation au cours de l'été 1990 de la centrale nucléaire de Seabrook dans le New Hampshire.

L'Office national de l'énergie a approuvé le prolongement de sept licences d'exportation d'électricité à la Nouvelle-Angleterre. Ces licences étaient les premières à être approuvées en vertu de la loi révisée sur l'Office national de l'énergie, qui permet maintenant à l'ONÉ d'accorder des licences d'exportation par le biais d'un processus d'approbation par écrit. Dans le cadre du processus d'approbation, Énergie NB a mené des réunions d'information publiques à divers endroits de la province et a répondu à des questions écrites des parties intéressées.

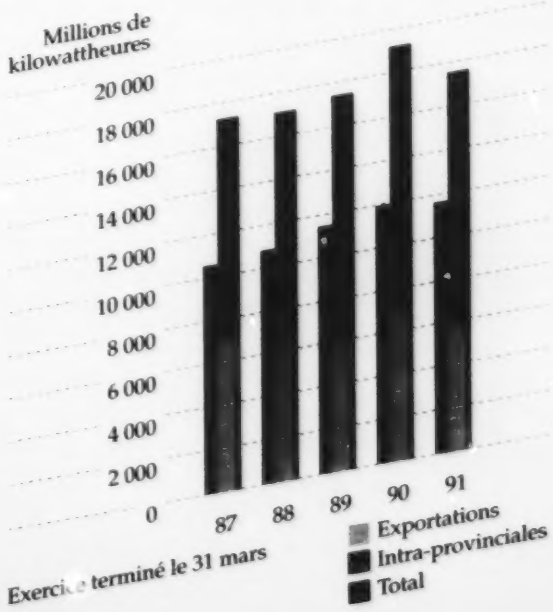
La demande annuelle de pointe brute, qui comprend les ventes d'interconnexions, a eu lieu le 9 avril 1991 et se chiffrait à 3 650 000 kilowatts, soit 3,9 % de moins que celle de l'année précédente.

Les achats d'électricité ont diminué de 7,5 %, chutant de 3 914 millions de kilowattheures en 1989-1990 à 3 620 millions de kilowattheures en 1990-1991. L'entreprise a acheté 25 MW de puissance de la Bangor-Hydro Electric Company pour les mois de décembre 1990 et de janvier et février 1991.

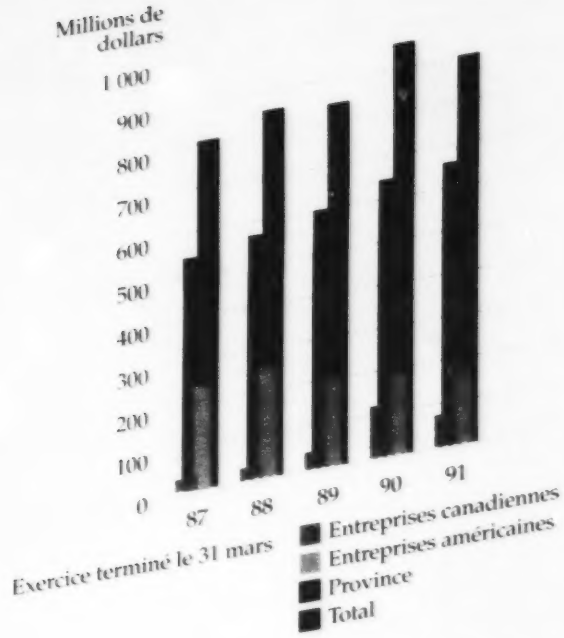
La production brute de Point Lepreau a atteint 5 857 millions de kilowattheures, représentant un facteur de puissance de 98,5 % pour l'exercice. La production hydraulique brute a atteint 3 334 millions de kilowattheures, soit 26 % de plus que la moyenne à long terme. Cette augmentation résulte d'un taux de précipitations plus élevé pendant la fin de l'été et l'automne et d'un hiver doux. Quant à la production thermique brute, elle a chuté de 30,3 %, ramenant le total à 6 508 millions de kilowattheures.

La production et les achats totaux bruts ont affiché une baisse de 1 856 millions de kilowattheures. En effet, ils sont passés de 21 175 millions de kilowattheures en 1989-1990 à 19 319 millions de kilowattheures en 1990-1991. Cette réduction est équivalente à

Ventes intra-provinciales et exportations



Sources des revenus



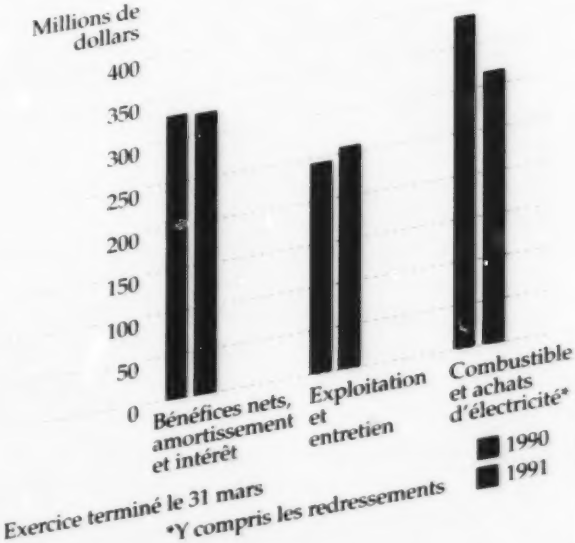
l'augmentation de la production et des achats bruts de l'exercice 1989-1990 sur ceux de 1988-1989.

Les revenus totaux ont atteint 908,5 millions de dollars, soit 49 millions de dollars, ou 5,1 %, de moins que pour l'exercice précédent. Les revenus intra-provinciaux, pour leur part, ont connu un accroissement de 12,6 millions de dollars sur l'année précédente, malgré une réduction de 2,7 % du volume des ventes d'énergie résultant d'un déclin des ventes aux abonnés industriels. Cette augmentation s'explique par une intensification des ventes dans d'autres secteurs et par une hausse de tarif de 6,9 %, mise en vigueur sur une base intérimaire le 16 janvier 1991. Les revenus provenant des interconnexions ont diminué de 63,6 millions de dollars en raison de la baisse de 19,2 % des ventes d'énergie, découlant surtout de la diminution des ventes à Hydro-Québec.

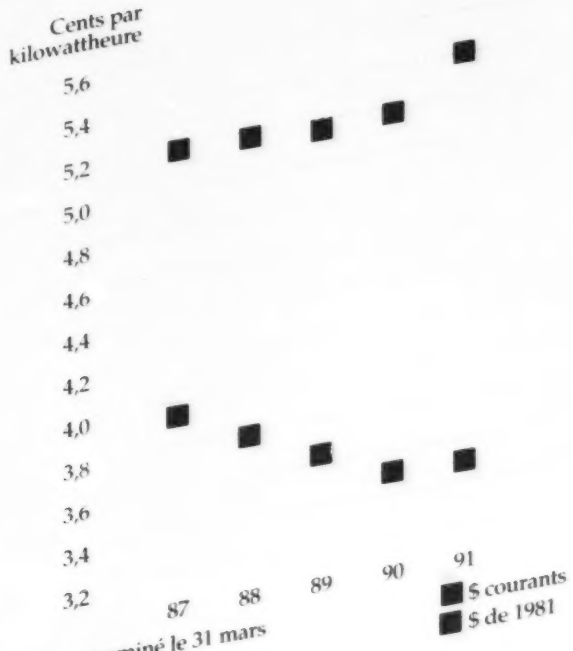
Le coût total du combustible et des achats d'électricité a diminué de 63,0 millions de dollars, ou de 17,1 %, se chiffrant à 305,1 millions de dollars. Cette réduction s'explique principalement par une baisse des ventes d'interconnexions. Quant aux dépenses associées à l'exploitation, à l'entretien et aux frais généraux, elles ont augmenté de 21,7 millions de dollars, ou de 8,8 %, pour atteindre 266,3 millions de dollars. Cette augmentation est surtout attribuable à une hausse des coûts de main-d'oeuvre et d'entretien des centrales, ainsi qu'à de nouveaux coûts et frais d'ordre réglementaire. Les frais d'amortissement, y compris les frais de déclassement, ont augmenté de 1,5 million de dollars pour atteindre 106,3 millions de dollars, malgré une réduction de 4,3 millions de dollars résultant du prolongement de la vie utile des centrales thermiques à 35 ans, comparativement à 30 ans. Les frais de financement nets ont augmenté de 14,1 millions de dollars, se montant à 211,6 millions de dollars. Cette augmentation résulte principalement d'un affaiblissement du dollar canadien par rapport au franc suisse.

Le rendement hors pair de la centrale nucléaire et une hydraulicité supérieure à la normale ont permis d'imputer 39,1 millions de dollars au poste de normalisation de la production et une charge correspondante au poste des bénéfices nets.

Répartition des revenus



Coût moyen à l'abonné (¢/kW.h)
Ventes intra-provinciales - Énergie NB



Exercice terminé le 31 mars

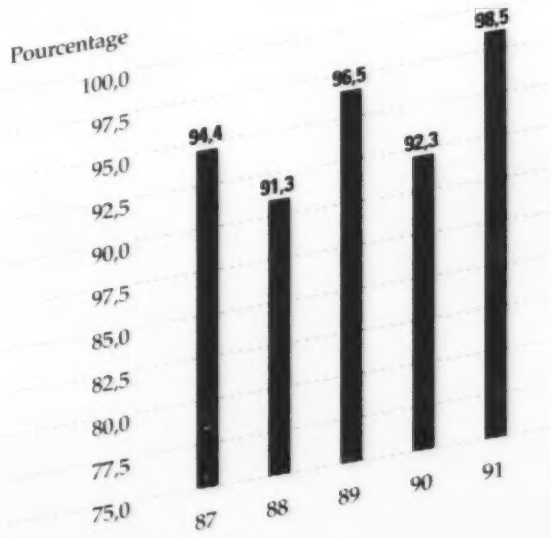
Les revenus des ventes d'exportation aux entreprises avoisinantes étaient inférieurs de 12,6 millions de dollars aux niveaux prévus. Ce montant, après déduction de l'amortissement échelonné des revenus supérieurs au niveau prévu des années précédentes, a nécessité un virement de 28,5 millions de dollars du poste de stabilisation des ventes d'exportation au poste des bénéfices.

Le bénéfice net de l'exercice est passé de 26,2 millions de dollars pour l'exercice précédent à 8,4 millions cette année. Les bénéfices réinvestis dans l'entreprise se chiffrent maintenant à 222,0 millions de dollars, suite aux affectations au cours des exercices précédents à la Réserve pour la normalisation de la production, dont le montant cumulatif s'élève à 176,0 millions de dollars.

Le total des dépenses en immobilisations au cours de l'exercice 1990-1991 était de 463,6 millions de dollars. Ces dépenses étaient surtout associées à l'aménagement de nouvelles installations de production. L'entreprise a fait les emprunts suivants pendant l'exercice: 150,0 millions de dollars US en débentures à 9,75 % venant à échéance en 2020; 50,0 millions de dollars en débentures à 11,25 % venant à échéance en 1995; 75,0 millions de dollars en débentures à 11,25 % venant à échéance en 2000; 50,0 millions de dollars en débentures à 10,75 % venant à échéance en 2001. Une émission de 73,1 millions de dollars à 13,75 % est venue à échéance le 15 mai 1990. L'entreprise a profité de son option d'achat de 75,0 millions de dollars US en débentures à 10,5 %, qu'elle a financé en émettant 41,0 millions de dollars US en débentures à 8,5 %, et en retirant des fonds de la caisse d'amortissement.

La centrale de Point Lepreau a encore une fois affiché un rendement exceptionnel, son facteur de capacité atteignant 98,5 % pour l'exercice. Des données publiées dans **Nuclear Engineering International**, une revue très réputée, confirment que la tranche a eu le meilleur rendement parmi 339 réacteurs nucléaires en service dans le monde entier pour l'année se terminant en septembre 1990. La centrale de Point Lepreau s'est également méritée la première place mondiale pour le rendement à vie de septembre 1982 à septembre 1990. Vers la fin de l'exercice, le nouveau simulateur de la centrale de Point Lepreau avait été mis en service et on avait construit 20 silos de stockage à sec du

Facteur de capacité de Point Lepreau pendant l'exercice



Exercice terminé le 31 mars

sept

Pendant l'exercice, on a construit 20 silos de stockage à sec du combustible épuisé à la centrale de Point Lepreau.

combustible épuisé. On commencera à remplir les silos en août 1991. D'autres silos seront construits selon les besoins.

Pour la première fois depuis avril 1985, Énergie NB a demandé une augmentation de tarifs pour contrecarrer les effets de la baisse des profits des ventes d'interconnexion et pour améliorer le bénéfice net. En novembre, l'entreprise a soumis une demande auprès de la Commission des entreprises de service public pour une augmentation de 6,9 % entrant en vigueur le 1er janvier 1991. La Commission a approuvé la demande sur une base intérimaire seulement. Une audience complète est prévue pour juillet.

Au début de l'exercice, l'entreprise a reçu l'autorisation du gouvernement fédéral de construire une centrale au charbon à Belledune. Bien que les travaux de construction aient commencé en retard, on a vite rattrapé le temps perdu, et, à la fin du mois d'août, les fondations du bâtiment de la chaudière avaient été coulées et l'érection de la charpente en acier était en cours. Pendant l'été, on a également coulé le béton pour la fondation des bâtiments abritant les quatre turbines à combustion de la centrale de Millbank et la turbine de Ste-Rose. La mise en service des turbines à combustion est prévue pour novembre 1991.

Des audiences publiques ont eu lieu à la fin de l'exercice financier dans le cadre de l'étude d'impact sur l'environnement concernant le choix du tracé et la construction d'une ligne de transport à 345 kV de Salisbury à Bathurst. Le tronçon entre Salisbury et Bathurst, qui couvre une distance de 241 km, est le dernier chaînon complétant le circuit à 345 kV qui entoure la province.

Pour mieux servir sa clientèle, Énergie NB a ouvert deux nouveaux centres d'exploitation de district, à Tracadie et à Sussex, au cours de l'été. On a également rénové la succursale de St. George. De plus, en novembre, on a mis en place un système de paiement conjoint permettant aux abonnés d'Énergie NB et de NBTel de payer à la fois leurs factures d'électricité et de téléphone aux bureaux de district et aux succursales d'Énergie NB ou aux PhoneCentres de NBTel.

Le nouveau simulateur nucléaire de la centrale de Point Lepreau.

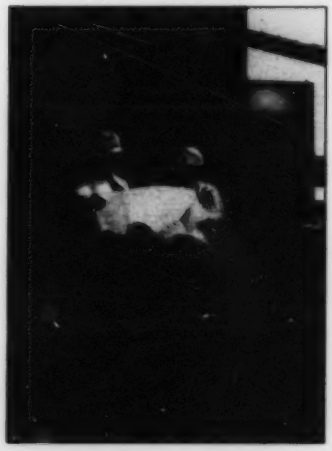
Les économies et l'efficacité énergétiques, une approche mettant l'accent sur les économies plutôt que sur la production de kilowatts, sont demeurées des éléments clés de la planification des ressources de l'entreprise. À l'automne, Énergie NB a effectué un sondage pour évaluer le potentiel d'amélioration de l'efficacité énergétique des industries du Nouveau-Brunswick. On a également envoyé un questionnaire à 20 000 abonnés domestiques pour recueillir des renseignements sur la façon dont ils utilisent l'énergie. Dans le cadre de son programme Éner-Sage, Énergie NB a introduit les ampoules au krypton en offrant une remise sur le prix d'achat dans le but d'encourager les abonnés à utiliser ces ampoules à haut rendement énergétique. Les conseillers en énergie ont effectué plus de 2 500 vérifications énergétiques à domicile pour les abonnés domestiques au cours de l'année. En janvier 1991, l'entreprise a lancé un autre volet du programme Éner-Sage en offrant des prêts à faible taux d'intérêt pour l'isolation des greniers et des sous-sols. Énergie NB a également poursuivi la vérification énergétique de ses propres installations commencée à la fin de l'exercice précédent. Au cours de l'été 1990, on a vérifié l'éclairage dans 19 bureaux de district.

Quatre tranches à turbine à combustion de 100 MW sont actuellement en cours de construction à Millbank. La mise en exploitation commerciale est prévue pour novembre 1991. Jim MacLean, ingénieur, Turbines (à gauche) et Ed Tozer, surintendant, Construction, examinent le diffuseur d'échappement de la turbine n°4 avant les activités de mise en service au mois d'août.

Une maison R-2000 en construction à Oromocto. Énergie NB fait la promotion des maisons R-2000 dans le cadre de ses programmes de gestion de la consommation pour encourager les abonnés à faire une utilisation plus judicieuse de l'électricité.

Pendant l'exercice, Énergie NB a poursuivi son programme de protection de l'environnement. Elle est la première entreprise canadienne à avoir pris l'engagement de respecter le "Code de recommandations techniques pour la protection de l'environnement applicable aux centrales à vapeur" d'Environnement Canada. Toutes les nouvelles centrales à vapeur d'Énergie NB seront conçues conformément à ce code. En janvier 1991, Énergie NB a terminé l'ébauche de son "Programme de protection de l'environnement relatif aux installations de transport". Il s'agit d'un programme de portée générale visant à assurer que l'emplacement, la conception, la construction et l'exploitation des lignes de transport ne nuisent pas à l'environnement.

Un élément clé du programme de protection de l'environnement d'Énergie NB est la réduction, d'ici 1994, du niveau d'émissions de dioxyde de soufre, en vertu d'une entente fédérale-provinciale. En janvier, l'entreprise a annoncé qu'elle allait dépenser 338 millions de dollars pour convertir la centrale de Dalhousie et y installer un système de désulfuration des gaz de combustion. Une fois mis en service, l'épurateur fera passer les émissions de dioxyde de soufre de 60 000 tonnes, niveau de 1989, à 8000 tonnes ou moins. Après la conversion, la centrale de Dalhousie sera alimentée à l'Orimulsion[MC], une émulsion de bitume naturel et d'eau produite au Vénézuela. Énergie NB a conduit des essais pendant les trois dernières années pour vérifier la possibilité de brûler l'Orimulsion[MC] dans un climat froid. Un système de désulfuration des gaz de combustion sera également installé à la centrale au charbon de 450 MW de Belledune. Le contrat de construction de l'épurateur a été accordé en février 1991 à Noell-KRC, une compagnie allemande. La centrale de Belledune sera la première au Canada à fonctionner avec un épurateur.



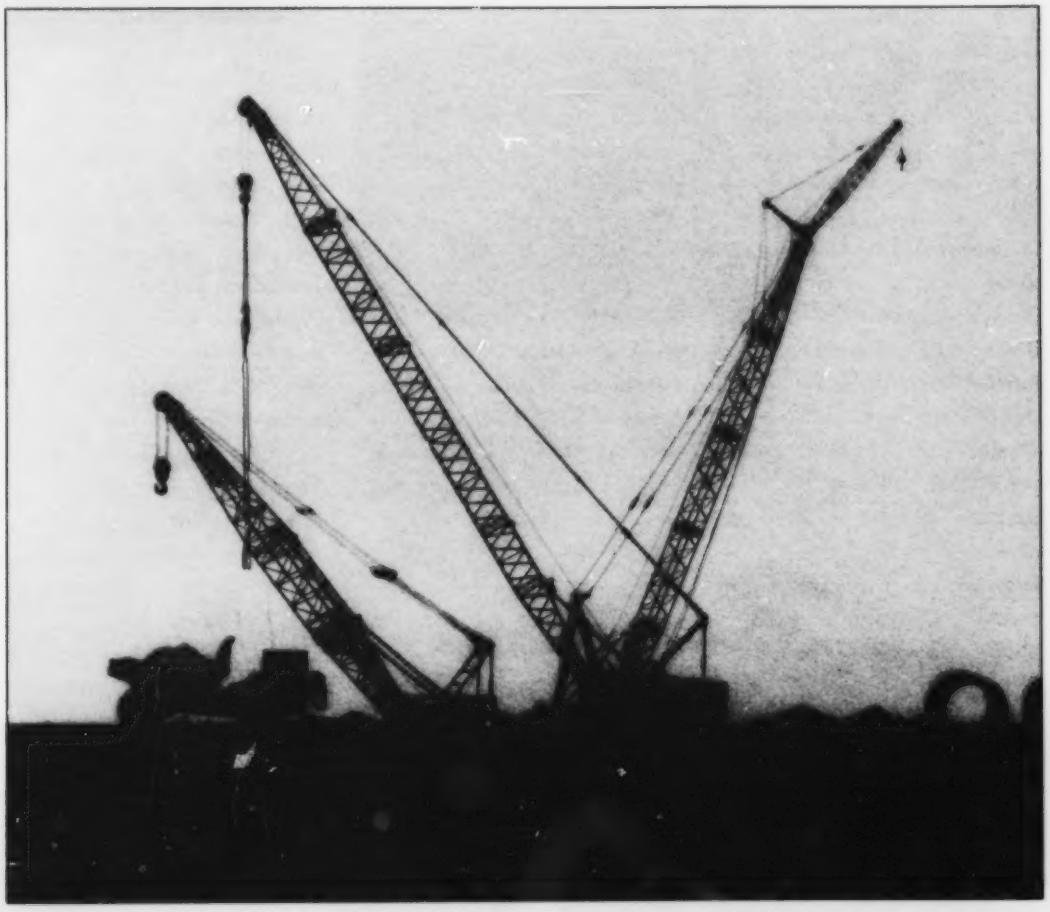
Blair Kennedy, (à droite), chef de la centrale de Dalhousie et Ralph Harrigan, chef, Production, examinent les bleus du bâtiment de l'épurateur proposé et du nouveau bâtiment administratif à la centrale de Dalhousie.

En novembre, Énergie NB a annoncé qu'elle brûlera du mazout à faible teneur en soufre à sa centrale de Courtenay Bay à Saint-Jean pendant les mois d'été ainsi qu'à d'autres temps de l'année lorsque les conditions atmosphériques l'exigeront. On analyse actuellement les données d'un programme de surveillance des dépôts de sulfate par voie humide, ou pluies acides, au sud du Nouveau-Brunswick. Ces données, qui ont été accumulées pendant deux ans, sont également utilisées aux fins d'un système de modélisation informatisé de pointe qui permettra de prédire la source des pluies acides et la quantité de pluies acides venant de l'intérieur et de l'extérieur de la province, y compris la contribution de la centrale de Coleson Cove. On prévoit que l'étude de modélisation sera terminée au cours de l'été 1991. L'entreprise compte déjà étendre le réseau de surveillance et la modélisation aux régions de Belledune et de Grand Lac afin d'obtenir des renseignements du même ordre permettant de vérifier l'effet de la réduction des émissions de dioxyde de soufre au Nouveau-Brunswick en 1994.

Au fil des ans, Énergie NB a entretenu des rapports de travail étroits avec les universités et les collèges communautaires du Nouveau-Brunswick, par le biais de subventions, de la création de chaires spéciales en ingénierie et de la participation à des programmes de travail-études. Cette année, l'entreprise a continué à donner son appui au Centre de recherche en conversion d'énergie de l'Université de Moncton en coparrainant en août une conférence technique internationale sur les pompes à chaleur. Au mois de juin 1990, Énergie NB a conclu deux ententes importantes avec le centre universitaire de Saint-Jean de l'Université du Nouveau-Brunswick, une pour le financement d'un programme de travail-études en administration des affaires, l'autre pour le renouvellement du contrat relatif au programme de formation de Point Lepreau. Énergie NB a également signé une entente de trois ans en vertu de laquelle elle accorde une subvention annuelle de 40 000 $ au Centre universitaire Saint-Louis-Maillet pour l'établissement d'un Centre de micro-informatique.

Ann Evans, ingénieure électricienne au chantier de Millbank, inspecte les chemins de câbles dans le tunnel de câble souterrain. Le tunnel, qui mesure 185 mètres et qui contient des conduites d'eau et de combustible en plus du câblage électrique, s'étend du bâtiment auxiliaire jusqu'aux turbines à gaz.

Une cinquième tranche à turbine à combustion est actuellement en cours de construction à Ste-Rose. Le chef de l'équipe d'arpentage, Wayne Wallace, prend des mesures pour les pylônes de la ligne 1158, qui joindra la turbine de Ste-Rose au réseau.



Des grues diesel lourdes, pouvant soulever de grosses charges à de grandes hauteurs sont maintenant en place au chantier de Belledune. La plus puissante des deux grues peut soulever jusqu'à 300 tonnes.

Au cours de l'exercice financier, Énergie NB a franchi une première étape importante vers la mise en place d'un programme d'équité salariale. Un comité composé de cadres et de représentants syndicaux a été choisi pour évaluer les différents systèmes d'équité salariale. Le programme d'équité salariale d'Énergie NB se fondera sur le principe que la rémunération doit refléter la valeur du travail, peu importe le sexe de la personne qui l'effectue.

Suite à la retraite de Frank MacLoon en octobre 1990, G. Linwood Titus, anciennement vice-président exécutif, a été nommé président de la direction d'Énergie NB. Sa nomination a été suivie de très près par celle d'Alfred W. Lacey, qui a succédé à Rayburn Doucett au poste de président de la Commission.

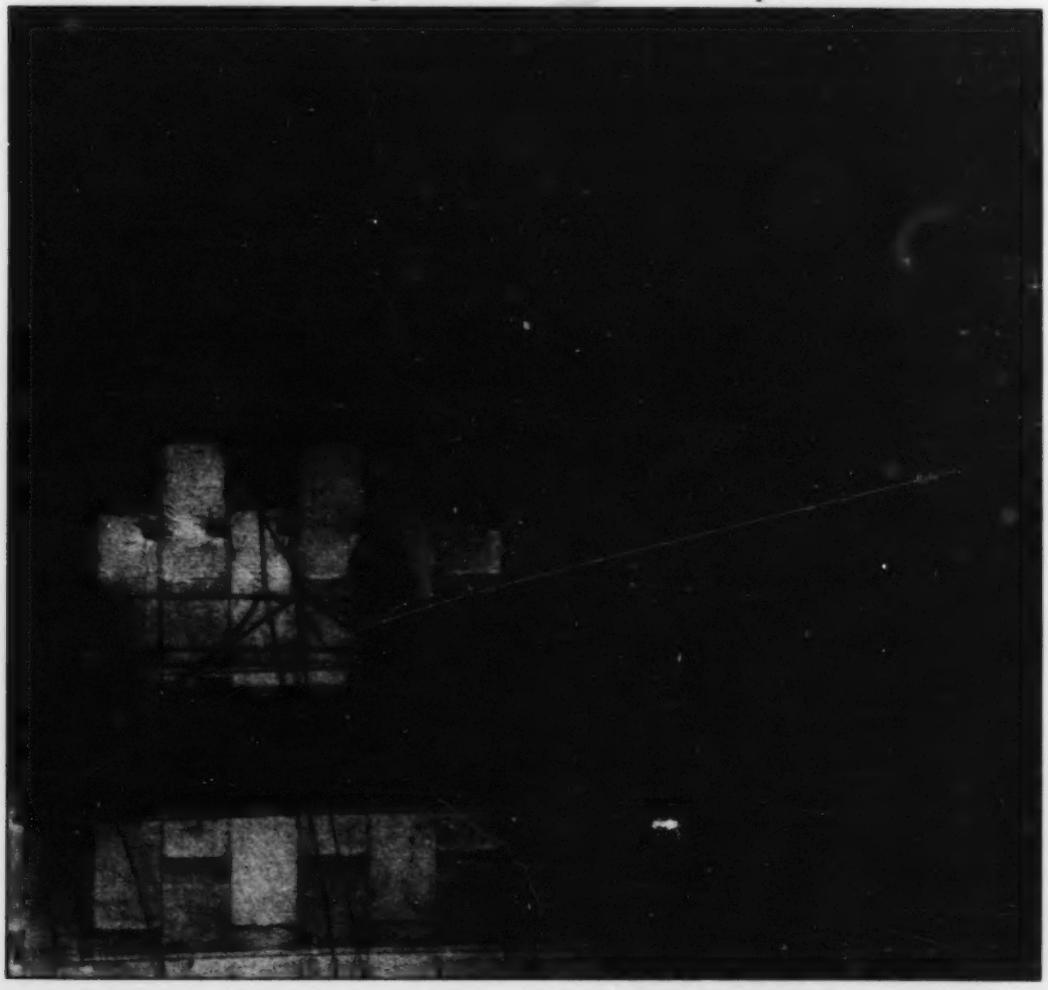
À la fin de l'année, l'effectif d'Énergie NB se chiffrait à 3 087 employés permanents et temporaires, comparativement à 2 847 au 31 mars 1990. L'accroissement de l'effectif est principalement attribuable à l'embauche de personnel supplémentaire pour les nouveaux projets de construction à Belledune, Millbank et Ste-Rose.

Orientations

À l'aide de harnais de sécurité modernes, des monteurs de charpente métallique escaladent la centrale de Belledune, à un bon nombre de mètres au-dessus du sol.

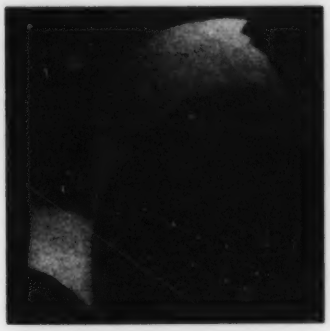
En décembre 1990, le gouvernement du Nouveau-Brunswick a rendu public un document intitulé **Une politique énergétique, 1991-2005**. En vertu de cette politique, tous les projets énergétiques doivent à l'avenir respecter des critères assurant le développement durable, les économies d'énergie et l'efficacité énergétique. On encourage tout particulièrement les mesures d'économies et d'amélioration du rendement parce qu'au bout du compte, elles profiteront à la fois à l'environnement et au progrès économique.

On prévoit que la demande de pointe augmentera en moyenne de 2,7 % au cours des 10 prochaines années. Cette demande grandissante et des critères environnementaux plus stricts jouent un rôle de plus en plus important dans la planification, obligeant l'entreprise à étudier toutes les initiatives possibles pour réduire la demande ou retarder le besoin d'installations de production additionnelles.



Isolation d'un réservoir à combustible à Millbank. Deux réservoirs à combustible pouvant contenir 40 millions de litres de carburant diesel n^{o}2 chacun ont été construits sur le chantier de Millbank. On isole d'abord les réservoirs avec de grandes feuilles métalliques fines avant de poser le revêtement de métal épais.

Silo de stockage à sec du combustible épuisé vu de près.



Pompage de l'isolant dans un grenier. En janvier 1991, l'entreprise a lancé un programme de prêt à faible taux d'intérêt pour l'isolation des greniers et des sous-sols.

Montage d'un silencieux qui relie une des turbines à gaz à sa cheminée.

Au début de 1990, Énergie NB a préparé une étude sur la planification intégrée des ressources dans le but d'évaluer les options de gestion de la consommation et de production les plus rentables et applicables au Nouveau-Brunswick. La gestion de la consommation et la coproduction joueront un rôle de premier plan dans la planification de la puissance de l'entreprise. L'élément clé de l'étude sur la planification intégrée des ressources est que les divers programmes rentables de gestion de la consommation permettront d'économiser environ 110 MW de puissance qui aurait autrement été produite dans les centrales de pointe.

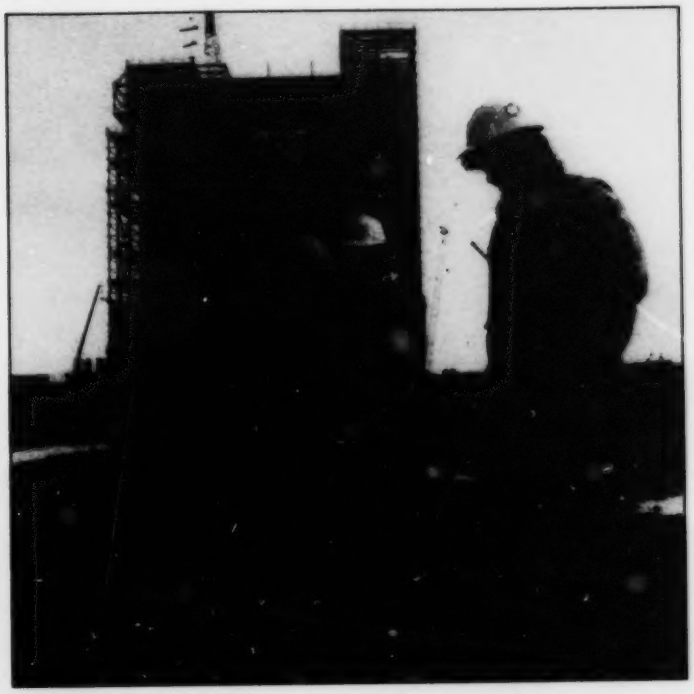
Pour réduire la consommation de 110 MW, un éventail de programmes seront offerts aux abonnés de toutes les catégories — domestiques, commerciaux et industriels — pour les encourager à faire une utilisation plus judicieuse de l'énergie. Énergie NB fera la promotion des maisons R-2000, des pompes à chaleur utilisant l'eau souterraine, ainsi que des appareils d'éclairage et des moteurs à haut rendement énergétique.

Deux excavatrices préparent le terrain devant la centrale de Belledune pour le bâtiment de l'épurateur. Au total, 81 000 mètres cubes de terre ont été déplacés pour le bâtiment de l'épurateur.

En fin de compte, en retardant le besoin de nouvelles installations de production par le biais de la gestion de la consommation et des économies d'énergie, on protège l'environnement puisque les kilowatts économisés n'ont pas à être produits. Énergie NB s'est fait un devoir de protéger l'environnement de la province, et, dans ce but, a établi des directives pour guider son comportement environnemental et pour affirmer sa responsabilité et son engagement envers la protection de l'environnement.

Les nouvelles installations de production seront conçues de façon à satisfaire les **Normes nationales sur les émissions des nouvelles centrales thermiques**. Par exemple, on installe actuellement à Belledune un épurateur qui permettra de réduire les émissions de dioxyde de soufre de jusqu'à 90 %. L'épurateur est conçu pour produire du gypse de qualité commerciale plutôt que de la boue d'épuration inutilisable.

La centrale de Belledune sera également dotée d'une installation de traitement des eaux usées entièrement recouverte de plastique. De plus, la centrale aura une aire de stockage de charbon couverte. Plusieurs systèmes de stockage du charbon ont été étudiés pour le projet, et on a décidé de construire un dôme d'un diamètre de 139 mètres à un coût de 25,8 millions de dollars.



Susan Furlotte, technicienne, Travaux civils, et les travailleurs d'un entrepreneur vérifient l'état du sol au chantier de Belledune.

Énergie NB étudie actuellement la possibilité d'utiliser un tout nouveau système de gazéification intégrée à cycle combiné dans sa tranche thermique proposée à Grand Lac. Ce système minimise les émissions d'oxydes d'azote et de dioxyde de soufre et améliore le rapport entre le taux de conversion thermique et le volume d'oxydes d'azote émis. De cette façon, on peut utiliser le charbon du Nouveau-Brunswick, tout en ayant des émissions plus propres. L'entreprise étudie également la possibilité d'aménager une turbine à faible débit à Mactaquac, de façon à accroître l'efficacité de la centrale hydraulique pendant les périodes de pointe ainsi qu'au cours des mois de faible hydraulicité.

Quant aux nouvelles lignes de transport, Énergie NB a introduit un plan de protection de l'environnement qui guidera tous les aspects du choix du tracé, de la conception, de la construction et de l'exploitation de ces installations. Ce plan insiste surtout sur la lutte contre l'érosion et la protection du milieu aquatique, en particulier de l'habitat du poisson à proximité des traversées des cours d'eau. Il touche également à une foule d'autres dossiers environnementaux.

Une poutre d'acier est délicatement mise en place à l'aide d'une grue. On a utilisé plus de 10 000 tonnes d'acier pour construire la centrale de Belledune.

ÉTATS FINANCIERS

Rapport de la direction

Les états financiers de La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick ont été préparés par la direction selon les principes comptables généralement reconnus au Canada. Ces états financiers sont du ressort de la direction et ont reçu l'approbation des membres de la Commission. De l'avis de la direction, les états financiers ont été préparés selon des méthodes appropriées conformément aux principes comptables décrits dans les notes complémentaires jointes à ces états. Les données financières présentées dans les autres parties du présent rapport annuel sont conformes à celles fournies dans les états financiers.

La direction se sert d'un système de contrôles internes pour s'assurer de la fiabilité et de l'exactitude des données financières et de la protection des biens de l'entreprise. Les contrôles et les systèmes connexes font l'objet d'examens périodiques par les vérificateurs internes.

Les données financières ont été examinées par les vérificateurs externes, Deloitte & Touche. C'est à eux qu'il incombe d'exprimer une opinion professionnelle sur la fidélité des états financiers fournis par la direction. Le Rapport des vérificateurs précise leur opinion et la portée de leur examen.

Rapport des vérificateurs

Monsieur Frank McKenna
Premier ministre de la province du Nouveau-Brunswick
Fredericton (Nouveau-Brunswick)

Deloitte & Touche

Monsieur,

Nous avons vérifié le bilan consolidé de La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick au 31 mars 1991 et les états consolidés des résultats, des bénéfices réinvestis et de l'évolution de la situation financière de l'exercice terminé à cette date. La responsabilité de ces états financiers incombe à la direction de la Commission. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers en nous fondant sur notre vérification.

Notre vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues. Ces normes exigent que la vérification soit planifiée et exécutée de manière à fournir un degré raisonnable de certitude quant à l'absence d'inexactitudes importantes dans les états financiers. La vérification comprend le contrôle par sondage des informations probantes à l'appui des montants et des autres éléments d'information fournis dans les états financiers. Elle comprend également l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers.

À notre avis, ces états financiers consolidés présentent fidèlement, à tous égards importants, la situation financière de la Commission au 31 mars 1991, ainsi que les résultats de son exploitation et l'évolution de sa situation financière pour l'exercice terminé à cette date selon les principes comptables généralement reconnus.

Deloitte & Touche

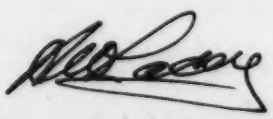
Comptables agréés

Fredericton (N.-B.)
Le 24 mai 1991

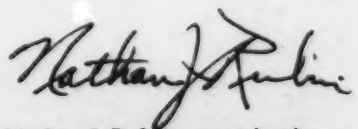
Bilan consolidé au 31 mars 1991

	1991	1990
Biens-fonds, installations et matériel (Note 2)		
Terrains, bâtiments, installation et matériel, au prix coûtant, moins l'amortissement cumulé, et la construction en cours	**2 821 270 432 $**	2 456 054 320 $
Actif à court terme		
Liquidités et placements à court terme	**1 677 875**	9 006 358
Comptes débiteurs	**127 424 783**	118 522 110
Matériel, fournitures et combustibles	**91 640 723**	85 333 377
Charges payées d'avance	**4 412 867**	3 937 083
	225 156 248	216 798 928
Charges reportées		
Différences de change non matérialisées, moins les montants amortis (Note 3)	**8 960 056**	30 277 941
Déclassement de la tranche nucléaire	**107 694 796**	112 590 014
Escompte et frais d'émission de débentures et de billets, moins les montants amortis	**23 401 317**	16 991 949
Économies d'énergie et gestion de l'énergie	**484 253**	
Autres charges reportées	**3 660 705**	3 837 845
	144 201 127	163 697 749
	3 190 627 807 $	2 836 550 997 $

Au nom de la Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick



L'hon. Alfred W. Lacey, président



Nathan J. Rubin, commissaire

Bilan consolidé au 31 mars 1991

	1991	1990
Dette à long terme (Note 4)		
Garantie par la province du Nouveau-Brunswick		
Débentures et billets émis par la Commission	953 268 042 $	1 170 023 361 $
Billet à payer à l'Énergie atomique du Canada Limitée	315 032 349	321 516 257
Emprunts à la Commission d'énergie du Nord canadien	33 409 860	35 712 318
Débentures détenues par la province du Nouveau-Brunswick	693 293 200	301 894 000
Autre dette à long terme — non garantie	28 974 343	31 246 193
	2 023 977 794	1 860 392 129
Moins paiements exigibles d'ici un an	93 144 495	129 399 409
	1 930 833 299	1 730 992 720
Passif à court terme		
Dette à court terme (Note 5)	138 421 793	30 042 099
Comptes créditeurs et frais courus	98 600 693	76 935 094
Intérêts courus	98 789 398	94 397 763
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an	93 144 495	129 399 409
Retenues sur les contrats en cours	21 886 892	2 091 292
Dépôts de garantie	797 627	1 448 974
	451 640 898	334 314 631
Passif reporté		
Compte de normalisation de la production (Note 6)	147 180 974	108 031 974
Compte de stabilisation des ventes à l'exportation (Note 7)	7 881 532	36 369 868
Gestion du combustible irradié, déclassement de la tranche nucléaire et enlèvement des canaux de combustible (Note 8)	239 991 956	226 251 184
Autres éléments de passif reporté (Note 9)	15 068 801	11 030 121
	410 123 263	381 683 147
Capitaux propres		
Participation minoritaire dans la filiale	-	(98 773)
Réserve pour la normalisation de la production	176 000 000	176 000 000
Bénéfices réinvestis dans l'entreprise	222 030 347	213 659 272
	398 030 347	389 560 499
	3 190 627 807 $	2 836 550 997 $

État consolidé des résultats de l'exercice terminé le 31 mars 1991

	1991	1990
Produits		
Ventes d'électricité		
À l'intérieur de la province	**642 341 599 $**	629 743 813 $
À l'extérieur de la province (Note 10)	**247 974 136**	311 560 328
Ventes de vapeur	**6 259 300**	4 564 188
Autres	**11 930 164**	11 585 754
	908 505 199 $	957 454 083 $
Charges		
Achats d'électricité	**113 790 664**	109 527 750
Production d'électricité		
Combustibles	**191 315 076**	258 579 777
Autres	**133 935 010**	124 012 238
Frais d'exploitation, d'entretien et d'administration et frais généraux	**132 409 907**	120 665 416
Amortissement (Note 11)	**106 332 164**	104 785 247
	677 782 821	717 570 428
Bénéfice avant les intérêts et le change	**230 722 378**	239 883 655
Intérêts et change (Note 12)	**204 166 742**	188 956 685
Droit de garantie du gouvernement provincial	**11 999 707**	9 001 549
Amortissement de l'escompte et des frais d'émission de débentures	**2 563 595**	2 327 555
Amortissement des différences de change non matérialisées	**15 936 412**	3 959 223
	234 666 456	204 245 012
Déduire Intérêts capitalisés	**23 081 176**	6 745 908
	211 585 280	197 499 104
Bénéfice avant les postes suivants	**19 137 098**	42 384 551
Redressement pour la normalisation de la production	**(39 149 000)**	(3 182 000)
Virement du (au) compte de stabilisation des ventes à l'exportation (Note 7)	**28 488 339**	(13 082 818)
	(10 660 661)	(16 264 818)
	8 476 437	26 119 733
Part des actionnaires minoritaires dans les pertes de la filiale	**-**	58 007
Fonds commercial radié	**105 362**	-
Bénéfice net de l'exercice	**8 371 075 $**	26 177 740 $

État consolidé des bénéfices réinvestis dans l'entreprise de l'exercice terminé le 31 mars 1991

	1991	1990
Solde au début de l'exercice	213 659 272 $	187 481 532 $
Bénéfice net de l'exercice	8 371 075	26 177 740
Solde à la fin de l'exercice	222 030 347 $	213 659 272 $

État consolidé de l'évolution de la situation financière de l'exercice terminé le 31 mars 1991

	1991	1990
Rentrées (sorties) nettes de fonds liées aux activités suivantes:		
Exploitation		
Bénéfice net de l'exercice	**8 371 075 $**	26 177 740 $
Montants imputés à l'exploitation ou portés à son crédit mais n'entraînant pas de sortie de fonds au cours de l'exercice	**136 821 032**	143 276 391
	145 192 107	169 454 131
Financement		
Remboursement de la dette et paiements au fonds d'amortissement	**(189 070 671)**	(155 183 638)
Prise en charge de la participation minoritaire dans le passif net de la filiale	**95 958**	-
Titres de créance à long terme émis	**349 064 836**	98 600 000
	160 090 123	(56 583 638)
Investissement		
Dépenses en immobilisations	**(463 567 413)**	(163 182 494)
Dépenses liées à la gestion du combustible irradié	**(8 021 442)**	-
Augmentation des charges reportées	**(961 881)**	(612 076)
Acquisition du fonds commercial	**(105 362)**	-
Montants financés par les contributions des abonnés et le produit de l'aliénation d'immobilisations	**22 150 007**	4 376 301
	(450 506 091)	(159 418 269)
Évolution nette des soldes du fonds de roulement hors caisse	**29 515 684**	(12 306 949)
Sortie nette de fonds	**(115 708 177)**	(58 854 725)
Situation de trésorerie au début de l'exercice	**(21 035 741)**	37 818 984
Situation de trésorerie à la fin de l'exercice	**(136 743 918)$**	(21 035 741)$
Représentée par:		
Encaisse et placements à court terme	**1 677 875 $**	9 006 358 $
Dette à court terme	**(138 421 793)**	(30 042 099)
	(136 743 918)$	(21 035 741)$

Notes complémentaires de l'exercice terminé le 31 mars 1991

1. Conventions comptables

Les états financiers ont été dressés selon les principes comptables généralement reconnus au Canada et tiennent compte du processus d'établissement des tarifs. Depuis le 1er janvier 1990, la Commission est assujettie aux règlements fixés par la Commission des entreprises de service public de la province du Nouveau-Brunswick. Cette dernière a tenu des audiences en octobre et en novembre 1990 à l'égard des conventions comptables et financières de la Commission. Actuellement, la Commission des entreprises de service public n'a communiqué aucune décision et n'a fait aucune déclaration relativement aux audiences tenues en 1990.

Les états financiers comprennent les comptes de la Commission et ceux de sa filiale détenue en propriété exclusive, N.B. Coal Limited.

a. Biens-fonds, installations et matériel

Le prix coûtant des ajouts aux biens-fonds, installations et matériel comprend le coût d'origine des services de sous-traitance, de la main-d'oeuvre directe et du matériel, des intérêts sur les fonds utilisés durant la construction et des frais indirects d'administration et autres frais, moins les crédits pour la valeur de l'électricité produite pendant la période de mise en service. Les frais d'administration et autres frais sont capitalisés durant la construction en affectant une partie des frais généraux de cette nature aux coûts directs de construction engagés chaque mois.

Les intérêts durant la construction sont capitalisés mensuellement d'après le coût des emprunts à long terme.

Les contributions aux frais de construction, qui incluent des montants reçus des abonnés de même que des subventions pour la recherche et le développement pour les nouvelles installations, sont portées en diminution du coût des installations financées. Les montants reçus des abonnés sont amortis sur la durée d'utilisation prévue des biens en question et le crédit qui en résulte est porté en diminution de la provision pour amortissement correspondante.

La Commission calcule l'amortissement de tous les biens à des taux permettant d'amortir leur prix coûtant, déduction faite de la valeur de récupération prévue, le cas échéant, sur leur durée d'utilisation prévue. La centrale nucléaire est amortie suivant une méthode d'indexation des coûts qui tient compte d'une augmentation annuelle de 3 %.
L'amortissement du matériel minier détenu en vertu d'un contrat de location-acquisition est calculé d'après une méthode d'amortissement croissant, le montant de l'amortissement étant égal au remboursement en capital requis en vertu de l'obligation découlant du contrat, de sorte que l'amortissement annuel et les intérêts imputés aux résultats représentent des montants équivalant aux versements annuels effectués sur la durée du contrat de location. Tous les autres biens sont amortis suivant la méthode de l'amortissement linéaire. L'amortissement est calculé sur le prix coûtant net des biens-fonds, installations et matériel qui ont fait l'objet de subventions. La durée d'utilisation des principales catégories de biens-fonds est révisée périodiquement et s'établit actuellement comme suit:

1. Conventions comptables (suite)

Biens	Années
Centrales hydro-électriques	100
Centrales thermiques	35
Centrale nucléaire	31
Centrale à turbine à gaz	20
Centrale diesel	25
Postes de transport et de distribution	40
Réseau de transport	35 à 55
Réseau de distribution	32
Bâtiments	
- Généraux	40
- Siège social	50
Matériel minier	20

Chaque catégorie d'actif comprend des composantes dont les durées d'utilisation sont inférieures à la durée d'utilisation de l'installation correspondante.

La vie utile des centrales thermiques, qui était auparavant de 30 ans, a été modifiée. Par suite de cette modification, en vigueur depuis le 1er avril 1990, l'amortissement de l'exercice terminé le 31 mars 1991 a été réduit de 4 350 000 $.

b. Stocks

Les stocks de matériel et de fournitures sont évalués au coût moyen. Les stocks de mazout et de combustible nucléaire sont évalués au prix coûtant selon la méthode de l'épuisement successif. Les stocks de charbon sont évalués au coût moyen, qui englobe le coût de la main-d'oeuvre directe et les frais généraux.

c. Escomptes, primes et frais d'émission de débentures et de billets

La Commission amortit les escomptes et les primes sur débentures et billets ainsi que les frais d'émission sur la durée de chacune des émissions.

d. Charges reportées

Les coûts engagés dans le but de créer un avantage pour une période ultérieure sont reportés et indiqués dans le bilan, déduction faite des montants amortis, au poste Charges reportées. Les principales catégories de coûts sont indiquées ci-dessous:

• Coûts engagés pour les mesures d'économie d'énergie et de gestion de l'énergie;

• Autres charges reportées, notamment:

- frais d'arpentage et d'ingénierie relatifs aux projets de construction à l'étude;
- frais de mise en marche et frais nets de mise en valeur reliés à l'exploitation minière;
- certains coûts de formation liés au développement de nouvelles installations;
- frais d'études géologiques importantes entreprises pour découvrir l'emplacement des gisements de charbon et en déterminer la qualité.

Les frais découlant des mesures d'économie d'énergie et de gestion de l'énergie sont amortis sur les produits futurs sur les périodes qui devraient bénéficier des programmes mis en application. Les frais liés aux nouveaux projets de construction continuent d'être reportés jusqu'à ce qu'un projet de construction soit autorisé ou rejeté par la Commission. Ils sont ensuite amortis sur les produits futurs, soit par une dotation annuelle à l'amortissement à la suite de la capitalisation de certains éléments, soit directement, sur une période appropriée n'excédant pas cinq ans. Toutes les autres charges reportées sont amorties sur les revenus futurs sur une période appropriée n'excédant pas cinq ans.

1. Conventions comptables (suite)

e. Opérations de change
Les éléments d'actif et de passif à valeur vénale fixe libellés en monnaie étrangère sont convertis en dollars CA aux taux de change en vigueur à la date du bilan, sauf lorsqu'ils ont fait l'objet d'une opération de couverture par le biais de l'acquisition d'un contrat de change à terme, auquel cas le taux fixé en vertu du contrat est utilisé pour la conversion. Les gains ou les pertes non matérialisés résultant de la conversion de postes à long terme sont amortis suivant la méthode de l'amortissement linéaire sur la durée de vie restante des éléments d'actif ou de passif à valeur vénale fixe correspondants, à l'exception des montants reliés au financement d'importants projets de construction en cours qui sont reportés jusqu'à l'achèvement des travaux et qui sont amortis sur la durée de vie restante des éléments de passif à valeur vénale fixe correspondants. Le solde non amorti des gains ou des pertes de change reportés est accumulé dans un compte de différences de change non matérialisées qui figure au bilan sous la rubrique Charges reportées.

Les gains ou les pertes de change provenant d'opérations qui influent sur l'exploitation courante sont portés aux résultats au moment où ils surviennent.

f. Produits
Les abonnés du service résidentiel et du service général sont facturés mensuellement selon un système de facturation cyclique. Tous les autres abonnés sont facturés à la fin du mois. Les produits afférents à des éléments non facturés à la fin de toute période comptable sont estimés et incrits aux comptes.

g. Charges ou produits reportés
La Commission fixe annuellement ses tarifs afin de récupérer ses charges d'exploitation et un taux de rendement de son capital investi, conformément aux principes d'une gestion financière prudente. Chaque année, certains facteurs reliés aux conditions hydrauliques, au rendement de la centrale nucléaire et aux ventes à l'exportation, sur lesquels la Commission n'a, en grande mesure, aucun contrôle, entraînent des charges ou des produits qui sont différents de ceux dont on a tenu compte à l'origine pour calculer les revenus nécessaires. La Commission comptabilise ces écarts imprévisibles par le biais d'un redressement pour la normalisation de la production et d'un compte de stabilisation des ventes à l'exportation.

Redressement pour la normalisation de la production
Dans le but de normaliser les coûts de production variant dans la mesure où les conditions hydrauliques et le rendement de la tranche nucléaire s'écartent de la moyenne, la Commission débite ou crédite annuellement les résultats d'un montant devant équilibrer les coûts de production en fonction d'un niveau moyen. Le débit ou crédit compensateur est imputé au compte de normalisation de la production. Le calcul de ce montant se fonde sur les données relatives aux débits d'eau réunies depuis 35 ans ainsi que sur le rendement de la tranche nucléaire prévu à partir de statistiques relatives à des tranches comparables et de l'expérience d'exploitation de la tranche nucléaire.

1. Conventions comptables (suite)

Compte de stabilisation des ventes à l'exportation
Chaque année, la Commission débite ou crédite les résultats de l'écart entre les bénéfices prévus et réels découlant des ventes à l'exportation, autres que celles effectuées aux termes de contrats de participation ou de propriété, aux entreprises d'électricité avoisinantes. Le débit ou crédit compensateur est porté au compte de stabilisation des ventes à l'exportation. Les montants ainsi reportés sont compris dans le calcul des produits éventuels nécessaires en versements égaux sur une période de trois ans et ils sont amortis de cette façon dans l'état des résultats.

h. Gestion du combustible irradié, déclassement de la tranche nucléaire et enlèvement des canaux de combustible
Afin de pourvoir aux coûts estimatifs futurs relativement à l'évacuation définitive du combustible nucléaire irradié et au déclassement de la tranche nucléaire et afin que l'emplacement ne soit, par conséquent, plus assujetti à un usage restreint, la Commission porte annuellement aux résultats des montants qui, majorés des intérêts, couvriront les coûts de ces activités futures au fur et à mesure qu'ils seront engagés. Les coûts estimatifs futurs sont établis d'après une étude détaillée qui tient compte de diverses hypothèses sur les moyens et l'échéancier à adopter pour le démantèlement de la centrale nucléaire, le coût du transport des matières radioactives vers des installations d'évacuation permanente et la fluctuation prévue des taux d'intérêt et d'inflation. Quant au combustible nucléaire irradié, la charge annuelle est fonction de la quantité de combustible consommée, tandis que le coût du déclassement de la tranche nucléaire est établi d'après des charges annuelles égales réparties sur la durée d'utilisation de la tranche.

La Commission prévoit également une charge annuelle, portée au poste des résultats, pour tenir compte des coûts estimatifs futurs qui découleront de l'enlèvement des canaux de combustible à la centrale nucléaire aux fins de remplacement. Les coûts prévus ont été calculés à partir d'une expérience semblable menée par une autre entreprise canadienne d'électricité et de l'hypothèse que le remplacement des canaux de combustible deviendra indispensable en 1998.

Les coûts engagés de façon régulière ayant trait à la gestion du combustible irradié, au déclassement de la tranche nucléaire et à l'enlèvement des canaux de combustible sont imputés directement au compte du passif reporté.

La Commission inscrit ces opérations dans des comptes de charges et de passif reportés. Le montant total qui doit être perçu pendant la durée d'utilisation de la tranche à l'égard du déclassement a été comptabilisé à partir de la date d'entrée en service de la tranche nucléaire. Le montant perçu auprès des clients pour le déclassement est déduit chaque année du compte de charges reportées. Quant aux charges liées à l'enlèvement des canaux de combustible et à l'évacuation du combustible irradié consommé pendant l'année, perçues auprès des clients, et aux intérêts composés annuellement sur les sommes perçues auprès des clients et cumulées, ils sont ajoutés chaque année au compte de passif reporté. Les intérêts sont calculés d'après le taux d'emprunt a long terme

1. Conventions comptables (suite)

e. Opérations de change
Les éléments d'actif et de passif à valeur vénale fixe libellés en monnaie étrangère sont convertis en dollars CA aux taux de change en vigueur à la date du bilan, sauf lorsqu'ils ont fait l'objet d'une opération de couverture par le biais de l'acquisition d'un contrat de change à terme, auquel cas le taux fixé en vertu du contrat est utilisé pour la conversion. Les gains ou les pertes non matérialisés résultant de la conversion de postes à long terme sont amortis suivant la méthode de l'amortissement linéaire sur la durée de vie restante des éléments d'actif ou de passif à valeur vénale fixe correspondants, à l'exception des montants reliés au financement d'importants projets de construction en cours qui sont reportés jusqu'à l'achèvement des travaux et qui sont amortis sur la durée de vie restante des éléments de passif à valeur vénale fixe correspondants. Le solde non amorti des gains ou des pertes de change reportés est accumulé dans un compte de différences de change non matérialisées qui figure au bilan sous la rubrique Charges reportées.

Les gains ou les pertes de change provenant d'opérations qui influent sur l'exploitation courante sont portés aux résultats au moment où ils surviennent.

f. Produits
Les abonnés du service résidentiel et du service général sont facturés mensuellement selon un système de facturation cyclique. Tous les autres abonnés sont facturés à la fin du mois. Les produits afférents à des éléments non facturés à la fin de toute période comptable sont estimés et incrits aux comptes.

g. Charges ou produits reportés
La Commission fixe annuellement ses tarifs afin de récupérer ses charges d'exploitation et un taux de rendement de son capital investi, conformément aux principes d'une gestion financière prudente. Chaque année, certains facteurs reliés aux conditions hydrauliques, au rendement de la centrale nucléaire et aux ventes à l'exportation, sur lesquels la Commission n'a, en grande mesure, aucun contrôle, entraînent des charges ou des produits qui sont différents de ceux dont on a tenu compte à l'origine pour calculer les revenus nécessaires. La Commission comptabilise ces écarts imprévisibles par le biais d'un redressement pour la normalisation de la production et d'un compte de stabilisation des ventes à l'exportation.

Redressement pour la normalisation de la production
Dans le but de normaliser les coûts de production variant dans la mesure où les conditions hydrauliques et le rendement de la tranche nucléaire s'écartent de la moyenne, la Commission débite ou crédite annuellement les résultats d'un montant devant équilibrer les coûts de production en fonction d'un niveau moyen. Le débit ou crédit compensateur est imputé au compte de normalisation de la production. Le calcul de ce montant se fonde sur les données relatives aux débits d'eau réunies depuis 35 ans ainsi que sur le rendement de la tranche nucléaire prévu à partir de statistiques relatives à des tranches comparables et de l'expérience d'exploitation de la tranche nucléaire.

1. Conventions comptables (suite)

Compte de stabilisation des ventes à l'exportation
Chaque année, la Commission débite ou crédite les résultats de l'écart entre les bénéfices prévus et réels découlant des ventes à l'exportation, autres que celles effectuées aux termes de contrats de participation ou de propriété, aux entreprises d'électricité avoisinantes. Le débit ou crédit compensateur est porté au compte de stabilisation des ventes à l'exportation. Les montants ainsi reportés sont compris dans le calcul des produits éventuels nécessaires en versements égaux sur une période de trois ans et ils sont amortis de cette façon dans l'état des résultats.

h. Gestion du combustible irradié, déclassement de la tranche nucléaire et enlèvement des canaux de combustible
Afin de pourvoir aux coûts estimatifs futurs relativement à l'évacuation définitive du combustible nucléaire irradié et au déclassement de la tranche nucléaire et afin que l'emplacement ne soit, par conséquent, plus assujetti à un usage restreint, la Commission porte annuellement aux résultats des montants qui, majorés des intérêts, couvriront les coûts de ces activités futures au fur et à mesure qu'ils seront engagés. Les coûts estimatifs futurs sont établis d'après une étude détaillée qui tient compte de diverses hypothèses sur les moyens et l'échéancier à adopter pour le démantèlement de la centrale nucléaire, le coût du transport des matières radioactives vers des installations d'évacuation permanente et la fluctuation prévue des taux d'intérêt et d'inflation. Quant au combustible nucléaire irradié, la charge annuelle est fonction de la quantité de combustible consommée, tandis que le coût du déclassement de la tranche nucléaire est établi d'après des charges annuelles égales réparties sur la durée d'utilisation de la tranche.

La Commission prévoit également une charge annuelle, portée au poste des résultats, pour tenir compte des coûts estimatifs futurs qui découleront de l'enlèvement des canaux de combustible à la centrale nucléaire aux fins de remplacement. Les coûts prévus ont été calculés à partir d'une expérience semblable menée par une autre entreprise canadienne d'électricité et de l'hypothèse que le remplacement des canaux de combustible deviendra indispensable en 1998.

Les coûts engagés de façon régulière ayant trait à la gestion du combustible irradié, au déclassement de la tranche nucléaire et à l'enlèvement des canaux de combustible sont imputés directement au compte du passif reporté.

La Commission inscrit ces opérations dans des comptes de charges et de passif reportés. Le montant total qui doit être perçu pendant la durée d'utilisation de la tranche à l'égard du déclassement a été comptabilisé à partir de la date d'entrée en service de la tranche nucléaire. Le montant perçu auprès des clients pour le déclassement est déduit chaque année du compte de charges reportées. Quant aux charges liées à l'enlèvement des canaux de combustible et à l'évacuation du combustible irradié consommé pendant l'année, perçues auprès des clients, et aux intérêts composés annuellement sur les sommes perçues auprès des clients et cumulées, ils sont ajoutés chaque année au compte de passif reporté. Les intérêts sont calculés d'après le taux d'emprunt a long terme

1. Conventions comptables (suite)

accordé à la Commission et ils sont imputés chaque année aux résultats. Les deux comptes sont redressés périodiquement afin de refléter les changements des montants devant être perçus auprès des clients, à la suite de révisions de l'estimation du déclassement.

Étant donné les progrès technologiques potentiels en matière de déclassement des centrales nucléaires, d'enlèvement des canaux de combustible et de gestion du combustible irrradié, et en raison des diverses hypothèses et estimations inhérentes aux calculs, la Commission met périodiquement ses calculs à jour et effectue les redressements de façon prospective.

i. Régimes de retraite
Les employés de la Commission souscrivent au Régime de pension de retraite dans les services publics de la province du Nouveau-Brunswick. Ce régime interentreprises offre des pensions établies d'après le nombre d'années de service et la moyenne des cinq années consécutives où les gains ont été les plus élevés. La Commission et ses employés versent des cotisations au régime comme le stipule la Loi sur la pension de retraite dans les services publics et la portion des cotisations payée par la Commission est imputée aux résultats.

En 1991, le gouvernement provincial a proposé une loi qui oblige la Commission à assumer sa part de responsabilité à l'égard de l'obligation non capitalisée découlant du régime de retraite de la province. Le ministère des Finances provincial a évalué ce montant à 129 000 000 $ au 31 mars 1991. Le montant initial de l'obligation imputable à la Commission, et ceux qui seront exigibles par la suite, font encore l'objet de négociations.

Selon une évaluation antérieure, la Commission, pour financer l'obligation estimative, impute annuellement aux frais d'exploitation des sommes jugées adéquates, lorsqu'elles sont cumulées avec les intérêts, au taux d'emprunt à long terme de la Commission, sur la durée moyenne estimative du reste de la carrière active des salariés. Les sommes ainsi imputées aux frais d'exploitation apparaissent au bilan à la rubrique Autres éléments de passif reporté.

N.B. Coal Limited maintient un régime de retraite à prestations déterminées contributif pour ses employés. Les coûts du régime de retraite sont déterminés annuellement, par méthode d'évaluation actuarielle, en utilisant la méthode prospective au prorata des années de service ainsi que les meilleures estimations de la direction. Les redressements résultant des modifications apportées aux régimes, des excédents et des déficits actuariels, des modifications apportées aux hypothèses actuarielles et de l'écart entre la valeur actuarielle actuelle des engagements acquis au titre du régime de retraite et la valeur marchande de l'actif du régime de retraite sont amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la durée moyenne estimative du reste de la carrière active des groupes de salariés concernés. La valeur marchande de l'actif du régime de retraite est la valeur marchande estimative au 31 mars 1991. La valeur actuarielle actuelle des prestations de retraite acquises a été provisionnée au 31 mars 1991.

[redacted]	1991	1990
Terrains, bâtiments, installations et matériel, au prix coûtant		
Centrales électriques	2 367 349 483 $	2 326 196 770 $
Réseau de transport	185 016 322	181 109 160
Postes de distribution	262 711 161	243 847 464
Réseau de distribution	453 330 715	412 441 491
Autres propriétés	44 818 622	40 300 445
Matériel de communication	10 522 865	7 750 218
Matériel minier et éléments d'actif correspondants *	56 567 604	50 672 843
Véhicules et matériel divers	64 823 641	51 704 519
	3 445 140 413	3 314 022 910
Moins: Contributions pour aide à la construction	19 760 760	17 538 905
Subventions pour la recherche et le développement	72 000 000	58 000 000
	91 760 760	75 538 905
	3 353 379 653	3 238 484 005
Moins l'amortissement cumulé	984 982 570	893 258 623
	2 368 397 083	2 345 225 382
Construction en cours	452 873 349	110 828 938
	2 821 270 432 $	2 456 054 320 $

* Comprend 35 671 721 $ (36 118 721 $ en 1990), montant brut des immobilisations en vertu de contrats de location-acquisition. L'amortissement cumulé comprend 13 521 463 $ (11 490 049 $ en 1990) à l'égard de ces immobilisations.

[redacted]	1991	1990
Différence de change à la date du bilan		
Relative aux débentures et aux billets émis par la Commission		
Remboursables en francs suisses	68 483 057 $	66 511 907 $
Remboursables en dollars US	57 720 593	75 787 924
Relative à d'autres débentures émises		
Remboursables en dollars US	(7 455 500)	(7 488 000)
Différence de change sur les éléments d'actif libellés en monnaie étrangère détenus dans des fonds d'amortissement maintenus par la province du Nouveau-Brunswick	9 833 122	9 190 842
	128 581 272	144 002 673
Moins l'amortissement cumulé	119 621 216	113 724 732
	8 960 056 $	30 277 941

Débentures et billets émis par la Commission

Échéance	Canadiens	Suisses	Américains	1991	1990
Exercices se terminant le:					
31 mars 1991	-$	-$	-$	-$	91 062 499 $
31 mars 1992	12 350 000	67 668 500	33 689 203	113 707 703	112 818 065
31 mars 1993	100 000 000	99 512 500	43 827 828	243 340 328	241 975 315
31 mars 1994	6 000 000	-	20 653 828	26 653 828	26 858 815
31 mars 1995	13 790 000	-	72 795 328	86 585 328	87 307 815
31 mars 1996	60 300 000	-	9 066 825	69 366 825	-
1 an à 5 ans	192 440 000	167 181 000	180 033 012	539 654 012	560 022 509
6 ans à 10 ans	88 984 000	-	35 601 058	124 585 058	347 160 210
11 ans à 30 ans	525 000 000	-	347 610 000	872 610 000	811 060 000
Débentures et billets	806 424 000 $	167 181 000 $*	563 244 070 $**	1 536 849 070	1 718 242 719
Fonds d'amortissement				583 581 028	547 252 713
Débentures rachetées				-	966 645
				953 268 042 $	1 170 023 361 $

* FS 210 000 000

** U.S. 486 100 000 $

Le taux d'intérêt moyen pondéré des débentures et des billets en circulation au 31 mars 1991 est de 9,2 % (9,4 % en 1990).

L'Énergie atomique du Canada Limitée — Billet à 9,7064 % l'an, remboursable en versements annuels égaux comprenant le capital et les intérêts jusqu'en 2008.	315 032 349 $	321 516 257 $
Commission d'énergie du Nord canadien — Emprunts remboursables en versements annuels comprenant le capital et les intérêts à des taux variant entre 4 ½ % et 8 ½ % l'an jusqu'en 2011.	33 409 860 $	35 712 318 $

4. Dette à long terme (suite)

Débentures détenues par la province du Nouveau-Brunswick

Échéance	Canadiens	Américains	1991	1990
Exercice se terminant le:				
31 mars 1996	50 000 000	47 506 700	**97 506 700**	-
1 an à 5 ans	50 000 000	47 506 700	**97 506 700**	-
6 ans à 10 ans	225 000 000	-	**225 000 000**	-
11 ans à 30 ans	100 000 000	278 088 000	**378 088 000**	305 318 000
Débentures en circulation	375 000 000 $	325 594 700 $*	**700 594 700**	305 318 000
Fonds d'amortissement			**7 301 500**	3 424 000
			693 293 200 $	301 894 000 $

* 281 000 000 $ US

Le taux d'intérêt moyen pondéré des débentures détenues par la province du Nouveau-Brunswick au 31 mars 1991 est de 10,1 % (10,1 % en 1990).

Autre dette à long terme — non garantie

Ville de Campbellton — relativement à l'achat du réseau de distribution; remboursée durant l'exercice financier terminé le 31 mars 1991.	-	428 188
Gouvernement du Canada — remboursable en versements annuels égaux comprenant le capital et les intérêts à des taux variant entre 9 $^{1}/_{4}$ % et 9 $^{5}/_{8}$ % l'an, jusqu'en 2011.	**5 777 241**	5 876 494
Obligations en vertu de contrats de location-acquisition		
Location d'une dragline de N.B. Coal, remboursable ainsi que les intérêts à 9,79 % l'an, en versements semestriels égaux jusqu'en 1999, assujettie à une renégociation du taux au 31 décembre 1994	**21 929 038**	23 282 069
Autres	**1 268 064**	1 659 442
	23 197 102	24 941 511
Total de l'autre dette à long terme — non garantie	**28 974 343 $**	31 246 193 $

4. Dette à long terme (suite)

Remboursement de la dette à long terme

Les versements de la dette à long terme (déduction faite des fonds d'amortissement qui, d'après les prévisions, seront disponibles à l'échéance, y compris les revenus réels au 31 mars 1991 et les revenus futurs calculés aux taux d'intérêt prévus) et les obligations relatives au fonds d'amortissement, ainsi que les paiements minimaux en vertu de contrats de location, à l'égard de la dette impayée au 31 mars 1991, sont les suivants pour les cinq exercices se terminant le 31 mars 1996 et tiennent compte des taux de change en vigueur au 31 mars 1991 dans le cas d'une dette libellée en monnaie étrangère:

	Versements de la dette et obligations relatives au fonds d'amortissement	Paiements minimaux en vertu de contrats de location
Exercice se terminant le 31 mars 1992	66 849 000 $	3 997 681 $
Exercice se terminant le 31 mars 1993	187 952 000	3 997 681
Exercice se terminant le 31 mars 1994	24 042 000	3 849 249
Exercice se terminant le 31 mars 1995	84 537 000	3 738 593
Exercice se terminant le 31 mars 1996	76 369 000	3 458 587
Exercices se terminant les 31 mars 1997 à 1999		17 059 262
Total des paiements minimaux en vertu de contrats de location		36 101 053
Moins la somme représentant les intérêts théoriques		(12 903 951)
		23 197 102 $

Fonds d'amortissement

Le ministre des Finances de la province du Nouveau-Brunswick maintient, à titre de fiduciaire de la Commission, un fonds d'amortissement pour toutes les émissions de débentures exigeant un tel fonds. Les revenus des fonds d'amortissement sont portés à l'état des résultats de la Commission. Les débentures de la Commission retenues dans le fonds ne sont pas annulées avant leur échéance.

[redacted] à court terme

Les emprunts bancaires à court terme sont remboursables sur demande et figurent au bilan, de même que les chèques impayés, sous la rubrique Dette à court terme. La Commission dispose de marges de crédit bancaire, garanties par la province du Nouveau-Brunswick, pour des emprunts à court terme totalisant 120 000 000 $. En outre, la Commission emprunte, à l'occasion et à des fins temporaires, des fonds de sources différentes, y compris de la province du Nouveau-Brunswick.

N.B. Coal a des marges de crédit bancaire qui sont garanties par une cession générale des créances, une cession des stocks en vertu de l'article 178 de la Loi sur les banques ainsi que par une hypothèque mobilière sur certains éléments d'actif.

Le total des emprunts à court terme s'établissait à 128 299 219 $ au 31 mars 1991 (20 111 346 $ en 1990).

[redacted]	1991	1990
Solde au début de l'exercice	**108 031 974 $**	104 849 974 $
Redressement pour la normalisation de la production	**39 149 000**	3 182 000
Solde à la fin de l'exercice	**147 180 974 $**	108 031 974 $

Outre le redressement annuel des coûts de production décrit à la note 1g), la Commission augmente la réserve pour la normalisation de la production par des virements à même les bénéfices réinvestis dans l'entreprise. Le montant total des virements à la réserve s'élevait à 176 000 000 $ au 31 mars 1991 (176 000 000 $ en 1990). Ces virements sont effectués afin de s'assurer que la réserve est constituée d'un montant suffisamment élevé pour couvrir le coût de l'électricité de remplacement au cas où le débit d'eau et le rendement de la tranche nucléaire seraient touchés par des conditions défavorables pendant une période prolongée.

[redacted]	1991	1990
Solde au début de l'exercice	**36 369 871 $**	23 287 050 $
Excédent des bénéfices réels sur les bénéfices prévus (des bénéfices prévus sur les bénéfices réels) découlant des ventes à l'exportation de l'exercice	**(12 602 919)**	22 737 183
Montant amorti	**(15 885 420)**	(9 654 365)
	(28 488 339)	13 082 818
Solde à la fin de l'exercice	**7 881 532 $**	36 369 868 $

	1991	1990
Solde au début de l'exercice	226 251 184 $	142 091 020 $
Redressement des éléments de passif reporté pour les coûts du déclassement	-	66 092 689
Montants perçus auprès des clients pour couvrir les frais suivants:		
- enlèvement des canaux de combustible	5 300 000	5 300 000
- évacuation du combustible nucléaire consommé au cours de l'exercice	2 599 848	1 828 010
- intérêts	13 862 366	10 939 465
	248 013 398	226 251 184
Moins les frais engagés pour l'entreposage provisoire du combustible irradié	(8 021 442)	-
Compte de passif reporté pour la gestion du combustible irradié, le déclassement de la tranche nucléaire et l'enlèvement des canaux de combustible	239 991 956	226 251 184
Moins le compte de charges reportées pour le déclassement de la tranche nucléaire	107 694 796	112 590 014
Montant net, perçu auprès des abonnés	132 297 160 $	113 661 170 $

Les charges et les intérêts liés à la gestion du combustible irradié, au déclassement de la tranche nucléaire et à l'enlèvement des canaux de combustible sont inclus dans le calcul des exigences en matière de produits chaque année et imputés aux abonnés de la province et aux clients interconnectés par le biais des ventes d'électricité. Le montant net perçu, déduction faite des coûts engagés jusqu'à ce jour pour ces activités, correspond à la différence entre le compte de passif et le compte de charges reportées pour le déclassement de la tranche nucléaire. Ce montant sert actuellement de source de fonds à la Commission.

	1991	1990
Provision pour obligation non capitalisée découlant du régime de retraite	14 857 023 $	10 161 142 $
Provision pour coûts de remise en état des terrains de N.B. Coal	211 778	868 979
Solde à la fin de l'exercice	15 068 801 $	11 030 121 $

Les ventes d'électricité à l'extérieur de la province comprennent des ventes de 171 519 910 $ (190 964 709 $ en 1990) à des entreprises d'électricité des États-Unis. Le montant de ces ventes comprend des coûts marginaux de combustibles et d'exploitation plus une marge de bénéfice net pour la Commission.

	1991	1990
Amortissement	96 136 946 $	94 590 029 $
Charges pour le déclassement	4 895 218	4 895 218
Charges pour l'enlèvement des canaux de combustible	5 300 000	5 300 000
	106 332 164 $	104 785 247 $

	1991	1990
Intérêts débiteurs	271 815 148 $	244 500 351 $
Moins: Produit des fonds d'amortissement et des autres placements	67 643 406	55 543 666
	204 166 742 $	188 956 685 $

La Commission construit actuellement une tranche thermique de 450 mégawatts à Belledune. Le coût estimatif de cette tranche s'élève à 965 000 000 $. Les dépenses jusqu'au 31 mars 1991 se sont élevées à 220 619 572 $ (48 911 012 $ en 1990).

La Commission a également entrepris la construction de cinq turbines à gaz de 100 mégawatts chacune dont quatre seront situées à Millbank et l'autre à Sainte-Rose. Le coût estimatif de ces cinq turbines se chiffre à 311 000 000 $. Les dépenses engagées jusqu'au 31 mars 1991 s'établissaient à 136 291 935 $ (1 195 987 $ en 1990). Les quatre turbines situées à Millbank sont destinées au service des clients de l'extérieur de la province pendant diverses périodes.

Le 2 avril 1991, la Commission a émis des débentures s'élevant à 25 000 000 $, remboursables le 2 avril 2001 à la province du Nouveau-Brunswick et portant intérêt au taux de 10 $\frac{1}{2}$ %.

Le 30 avril 1991, la Commission a émis des débentures s'élevant à 75 000 000 $, remboursables le 1er juin 2001 à la province du Nouveau-Brunswick et portant intérêt au taux de 9 $\frac{3}{4}$ %.

La Commission a augmenté ses tarifs de 6,9 % le 16 janvier 1991, à la suite de l'approbation provisoire consentie par la Commission des entreprises d'électricité. L'augmentation des tarifs est par conséquent assujettie à la décision finale qui sera rendue par la Commission des entreprises de service public après la tenue d'une audience publique prévue en juillet 1991. Si la Commission des entreprises de service public décidait que la totalité ou une partie de l'augmentation des tarifs n'était pas justifiée, la Commission serait tenue de consentir à ses clients une remise à l'égard de tout revenu excédentaire. Au 31 mars 1991, les produits additionnels estimatifs attribuables à la hausse des tarifs s'élevaient à 10 800 000 $.

Direction

Membres de la direction

G. Linwood Titus
Président

C.F. Baird
Vice-président principal

Dennis A. Savoie
Vice-président, Exploitation

Walter Patterson
Vice-président, Planification corporative et Marchés externes

William J. Connell
Vice-président, Services corporatifs

Kenneth B. Little
Vice-président, Finances

Peter J. Dykeman, C. R.
Secrétaire corporatif

La Commission

Alfred W. Lacey, Président
Richard Duguay, O.D.
Tim Isaac
Barbara Landry
George Lloyd
Gary D. Long, Ph.D.
Bill Malenfant
Bélonie Mallet
Brenda Pirie-Seheult
Nathan J. Rubin

Les travailleurs d'un entrepreneur posent les conduits électriques souterrains sur le chantier de Ste-Rose. La turbine de Ste-Rose, qui sera mise en service en novembre 1991, servira à satisfaire les exigences de pointe pendant l'hiver et à rétablir le courant dans des situations d'urgence dans la péninsule acadienne.

Bilan de la production et des ventes

Production	1990-1991 Kilowattheures	1989-1990 Kilowattheures	Différence en Kilowattheures	Différence en %
[illegible]	3 333 671 700	2 432 909 600	900 762 100	37,0%
Thermique	6 507 664 000	9 330 328 600	(2 822,664 600)	(30,3%)
[illegible]	5 857 472 000	5 498 121 000	359 351 000	6,5%
Diesel	7 000	64 200	(57 200)	(89,1%)
[illegible]	3 620 064 400	3 913 821 600	(293 757 200)	(7,5%)
Production brute et achats	19 318 879 100	21 175 245 000	(1 856 365 900)	(8,8%)
[illegible] des centrales	882 665 700	1 008 050 100	(125 384 400)	(12,4%)
Production nette et achats	18 436 213 400	20 167 194 900	(1 730 981 500)	(8,6%)
[illegible] et transport	646 492 400	666 217 400	(19 725 000)	(3,0%)
Pertes - % de la production nette et achats	3,51%	3,30%		
[illegible] pour distribution et ventes	17 789 721 000	19 500 977 500	(1 711 256 500)	(8,8%)

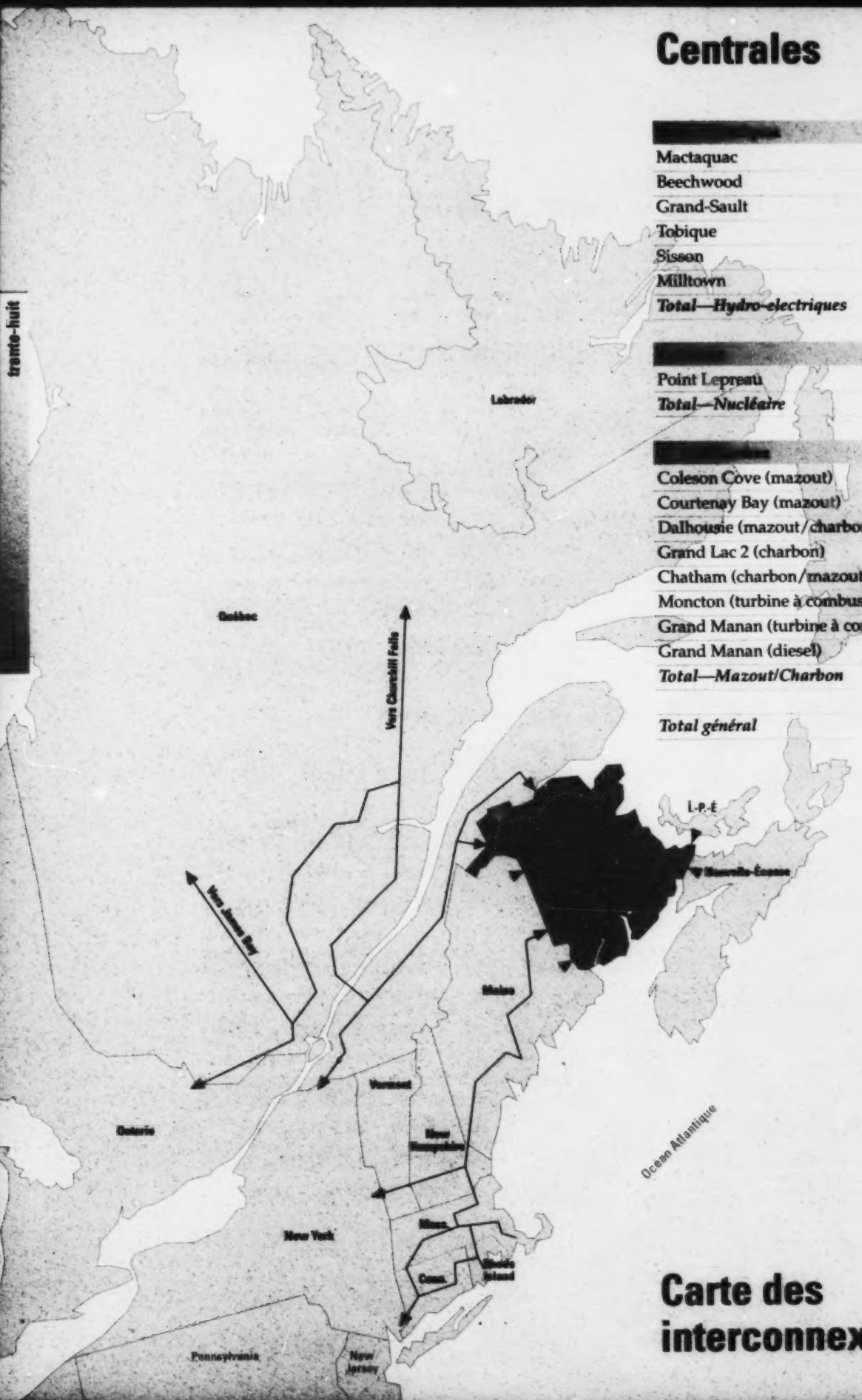
Ventes	1990-1991 Kilowattheures	1989-1990 Kilowattheures	Différence en Kilowattheures	Différence en %
[illegible]	1 023 842 919	1 027 992 737	(4 149 818)	(0,4%)
Usage industriel	4 719 775 559	5 180 765 813	(460 990 254)	(8,9%)
[illegible]	1 786 180 132	1 740 189 189	45 990 943	2,6%
Usage domestique	4 053 879 747	3 965 527 790	88 351 957	2,2%
[illegible]	71 008 461	67 301 007	3 707 454	5,5%
Total des ventes intra-provinciales	11 654 686 818	11 981 776 536	(327 089 718)	(2,7%)
[illegible]	5 812 887 000	7 190 745 000	(1 377 858 000)	(19,2%)
Total général des ventes	17 467 573 818	19 172 521 536	(1 704 947 718)	(8,9%)
[illegible]	47 600	371 132	(323 532)	(87,2%)
Pertes - distribution	322 099 582	328 084 832	(5 985 250)	(1,8%)
[illegible] et vendue	17 789 721 000	19 500 977 500	(1 711 256 500)	(8,8%)

Bilan et statistiques d'exploitation

	31 mars 1991	31 mars 1990	31 mars 1989	31 mars 1988	31 mars 1987
[illegible] - MW	3 222	3 222	3 190	3 190	3 190
[illegible]	908,5 $	957,5 $	856,3 $	867,0 $	825,2 $
Total des dépenses et des affectations	900,1 $	931,3 $	808,7 $	854,9 $	812,9 $
[illegible]	3 806,3 $	3349,3 $	3198,3 $	3086,0 $	3020,9 $
Actif à court terme	225,2 $	216,8 $	235,8 $	309,7 $	211,1 $
[illegible]	451,6 $	334,3 $	277,1 $	496,9 $	239,9 $
Stocks	91,6 $	85,3 $	78,1 $	72,6 $	73,0 $
[illegible]	1 930,8 $	1731,0 $	1813,3 $	1793,8 $	2088,5 $
Actif du fonds d'amortissement	590,9 $	550,7 $	478,3 $	429,7 $	369,3 $
[illegible]	985,0 $	893,3 $	809,4 $	723,4 $	642,9 $
Autres réserves, bénéfices réinvestis dans l'entreprise et participation minoritaire	398,0 $	389,6 $	363,4 $	329,1 $	285,7 $
[illegible]	6 306	6 277	6 255	6 259	6 160
Kilomètres de circuits de distribution	25 097	24 601	24 555	24 155	23 861
[illegible]	249 639	245 449	239 598	234 572	229 293
Nombre d'abonnements industriels	1 561	1 558	1 695	1 637	1 574
[illegible] — usage général	21 789	21 233	20 425	19 806	19 232
Nombre d'abonnements — éclairage public	3 141	3 002	2 741	2 556	2 387
[illegible] desservis directement	276 130	271 242	264 459	258 571	252 486
Nombre d'abonnements desservis indirectement	39 941	39 494	39 081	38 773	38 436
[illegible]	316 071	310 736	303 540	297 344	290 922

Centrales

	Nombre de tranches	Puissance installée en kW
Hydro-électriques		
Mactaquac	6	653 400
Beechwood	3	115 000
Grand-Sault	4	63 000
Tobique	2	20 000
Sisson	1	10 000
Milltown	7	3 900
Total—Hydro-électriques	**23**	***865 300***
Nucléaire		
Point Lepreau	1	630 000
Total—Nucléaire	***1***	***630 000***
Mazout/Charbon		
Coleson Cove (mazout)	3	1 005 000
Courtenay Bay (mazout)	4	263 365
Dalhousie (mazout/charbon)	2	280 000
Grand Lac 2 (charbon)	4	85 000
Chatham (charbon/mazout)	2	32 500
Moncton (turbine à combustion)	1	25 000
Grand Manan (turbine à combustion)	1	32 000
Grand Manan (diesel)	5	3 811
Total—Mazout/Charbon	**22**	***1 726 676***
Total général	**46**	***3 221 976***



Carte des interconnexions

Les matériaux utilisés dans ce rapport sont jugés écologiques. La couverture et la section "états financiers" sont imprimées sur du papier de marque "Wausau Royal Fibre" qui contient au moins 50 % de matières recyclées. Le texte est imprimé sur du papier Mohawk 50/10 contenant 10 % de papier désencré recyclé après consommation, en plus de 50 % d'autres fibres recyclées.